

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ УСТРАНЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.245.48(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Чидигезов Владимир Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования критериев заинтересованных сторон	ФГОС, и/или
P1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11	
P2	Применять <i>базовые профессиональные</i> знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1. ППК-3, ППК-4, ППК-6	
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6	
P4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,	
P5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11	
P6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11	
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10	
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9	
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11	
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10	

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа	<u>Инженерная школа природных ресурсов</u>
Направление подготовки	<u>21.03.01 Нефтегазовое дело</u>
Отделение школы (НОЦ)	<u>Отделение нефтегазового дела</u>

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Чидигезову Владимиру Алексеевичу

Тема работы:

Анализ технологий устранения негерметичности эксплуатационной колонны в условиях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2023/с от 18.03.19

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Негерметичность эксплуатационной колонны; причины и виды солеотложений в процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири; влияние отложений неорганических солей на процесс эксплуатации скважин и применяемые способы удаления отложений неорганических солей со стенок эксплуатационной колонны; применение технических устройств для устранения негерметичности эксплуатационной колонны; зарубежный опыт устранения негерметичности эксплуатационной колонны с применением тампонирования; применение тампонирования для устранения негерметичности эксплуатационной колонны; принципы расчета необходимого количества тампонажных материалов, смесительных машин и цементировочных агрегатов для приготовления и закачки тампонажного раствора в обсадную колонну
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Анализ и обобщение применяемых технологий устранения негерметичности эксплуатационной колонны и методов борьбы с солеотложениями с учетом влияния их на техническую надежность эксплуатации скважин после ремонтно-изоляционных работ»	Старший преподаватель Максимова Ю.А.

«Обоснование технологий ремонтно-изоляционных работ в различных геолого-технических и промысловых условиях эксплуатации месторождений»	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
«Совершенствование методов повышения технической надежности эксплуатационной колонны после ремонтно-изоляционных работ»	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Кащук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Анализ и обобщение применяемых технологий устранения негерметичности эксплуатационной колонны и методов борьбы с солеотложениями с учетом влияния их на техническую надежность эксплуатации скважин после ремонтно-изоляционных работ

Обоснование технологий ремонтно-изоляционных работ в различных геолого-технических и промысловых условиях эксплуатации месторождений

Совершенствование методов повышения технической надежности эксплуатационной колонны после ремонтно-изоляционных работ

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.19
---	----------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева В.С.	к.т.н.		15.03.19
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			15.03.19

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Чидигезов Владимир Алексеевич		15.03.19

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования Высшее образование
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
Период выполнения Весенний семестр 2018 /2019 учебного года
Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.03.19	Анализ и обобщение применяемых технологий устранения негерметичности эксплуатационной колонны и методов борьбы с солеотложениями с учетом влияния их на техническую надежность эксплуатации скважин после ремонтно-изоляционных работ	25
13.04.19	Обоснование технологий ремонтно-изоляционных работ в различных геолого-технических и промысловых условиях эксплуатации месторождений	25
26.04.19	Совершенствование методов повышения технической надежности эксплуатационной колонны после ремонтно-изоляционных работ	25
19.04.19	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
25.04.19	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Обозначения, определения и сокращения

СШНУ – скважинная штанговая насосная установка

РИР – ремонтно-изоляционные работы

НКТ – насосно-компрессорные трубы

НОС – неорганические отложения солей

ГНО – глубиннонасосное оборудование

ПЗП – призабойная зона пласта

Система ППД – система поддержания пластового давления

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ННО – наработка на отказ

ИОС – ингибиторы отложения солей

ПАВ – поверхностно-активное вещество

ПАЛ – полиакриламид

ЭК – эксплуатационная колонна

КРС – капитальный ремонт скважин

ТГХВ – термогазохимическое воздействие

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента

ГИС – геофизические исследования скважин

ТС – тампонажный состав

ШГН – штанговый глубинный насос

ЭЦН – электроцентробежный насос

БТ – бурильная труба

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 76 страниц, 7 рисунков, 15 таблиц, 35 источников.

Ключевые слова: ремонтно-изоляционные работы, эксплуатационная колонна, отложения неорганических солей, ингибиторы коррозии, тампонажные составы.

Объектом исследования является эксплуатационная колонна в условиях отложения неорганических солей на Кирском и Коттыньском месторождениях Западной Сибири.

Цель работы – анализ технологий устранения негерметичности эксплуатационной колонны, в условиях отложения солей, на примере Кирского и Коттыньского месторождений Западной Сибири.

В процессе исследования изучены причины возникновения негерметичности эксплуатационной колонны, методы устранения негерметичности эксплуатационной колонны, рассмотрены основные виды ингибиторов отложений неорганических солей, а также проведен сравнительный анализ методов устранения негерметичности эксплуатационной колонны.

Область применения: полученная информация может быть рекомендована для оптимизации ремонтно-изоляционных работ.

Экономическая эффективность работы показана на примере расчета экономии по уменьшению количеств ТиКрс при защите эксплуатационной колонны от коррозии и солеотложений различными методами.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, и Microsoft Excel.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	10
1. АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УСТРАНЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ И МЕТОДОВ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ИХ НА ТЕХНИЧЕСКУЮ НАДЕЖНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПОСЛЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	11
1.1. Негерметичность эксплуатационной колонны.....	11
1.2. Причины и виды солеотложений в процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири.....	11
1.2.1. Отложения сульфата кальция	11
1.2.2. Отложения карбонатов кальция и магния.....	11
1.2.3. Отложения хлористого натрия	11
1.3. Влияние отложений неорганических солей на процесс эксплуатации скважин и применяемые способы удаления отложений неорганических солей со стенок эксплуатационной колонны	11
2. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	12
2.1. Применение технических устройств для устранения негерметичности эксплуатационной колонны	12
2.1.1. Применение пакера.....	12
2.1.2. Применение профильного перекрывателя	12
2.1.3. Применение металлического пластыря.....	12
2.1.4. Применение колонны-«летучки»	12
2.2. Зарубежный опыт устранения негерметичности эксплуатационной колонны с применением тампонирувания	12
2.3. Применение тампонирувания для устранения негерметичности эксплуатационной колонны.....	12
2.4. Принципы расчета необходимого количества тампонажных материалов, смесительных машин и цементировочных агрегатов для приготовления и закачки тампонажного раствора в обсадную колонну	12
3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ПОСЛЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	13
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	15
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	30
Список использованных источников	42
Приложение А.....	46
Приложение В.....	61

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большинство месторождений России находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется снижением объемов добычи нефти и интенсивным ростом обводненности продукции. В свою очередь рост обводненности приводит к более интенсивному солеотложению на внутренней поверхности эксплуатационной колонны, глубинно-насосном оборудовании, пакерных системах, что в дальнейшем приведет к более частым ремонтам, спуско-подъемным операциям, механическим и химическим очисткам от отложений солей.

На износ эксплуатационных колонн так же влияет трение насосно-компрессорных труб о стенки колонны, при спуско-подъемных операциях, и коррозионное воздействие, интенсивность которого повышается за счет механической очистки стенок эксплуатационной колонны от плотных солевых отложений. Несомненно, данные факторы приводят к появлению дефекта (негерметичности) эксплуатационной колонны.

Следовательно, для устранения негерметичности эксплуатационной колонны необходима технология исключая возможность разрушения изоляционного тампона при очистке (механической, химической и др.) стенок эксплуатационной колонны от отложений солей, после проведения ремонтно-изоляционных работ.

1. АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УСТРАНЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ И МЕТОДОВ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ИХ НА ТЕХНИЧЕСКУЮ НАДЕЖНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПОСЛЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

1.1. Негерметичность эксплуатационной колонны

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

1.2. Причины и виды солеотложений в процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

1.2.1. Отложения сульфата кальция

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

1.2.2. Отложения карбонатов кальция и магния

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

1.2.3. Отложения хлористого натрия

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

1.3. Влияние отложений неорганических солей на процесс эксплуатации скважин и применяемые способы удаления отложений неорганических солей со стенок эксплуатационной колонны

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

2. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1. Применение технических устройств для устранения негерметичности эксплуатационной колонны

2.1.1. Применение пакера

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

2.1.2. Применение профильного перекрывателя

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

2.1.3. Применение металлического пластыря

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

2.1.4. Применение колонны-«летучки»

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

2.2. Зарубежный опыт устранения негерметичности эксплуатационной колонны с применением тампонирувания

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

2.3. Применение тампонирувания для устранения негерметичности эксплуатационной колонны

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

2.4. Принципы расчета необходимого количества тампонажных материалов, смесительных машин и цементировочных агрегатов для приготовления и закачки тампонажного раствора в обсадную колонну

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ПОСЛЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Раздел отсутствует т.к. содержит производственную информацию

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Чидигезову Владимиру Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых.	Цены на углеводородное сырье и скважинное оборудование, определенные на основе рыночных цен ПАО «Роснефть»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, определены по нормативным документам ПАО «Роснефть»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС (18%), налог на добычу нефти, экспортная пошлина, НДС-нефть, налог на прибыль (20%), налог на имущество.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Сравнительная оценка различных методов защиты	Оценка эффективности неметаллических покрытий; оценка эффективности электрохимической защиты; оценка эффективности ингибиторной защиты; оценка эффективности применения коррозионностойкого оборудования
2. Анализ и оценка экономического эффекта использования методов защиты от коррозии	Расчет экономии за счет уменьшения количеств ТиКрс; расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин; расчет затрат на реализацию технологии по защите от коррозии

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Чидигезов Владимир Алексеевич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель работы

Цель работы проанализировать и сравнить эффективность инвестиций в защиту скважинного оборудования от коррозии на примере применения различных методов защиты труб НКТ, насосного оборудования, погружного электродвигателя, кабеля от коррозии. По результатам сравнительного анализа сделать выводы об оправданности вложений финансовых средств в данное мероприятие.

Задание: провести сравнительный анализ экономического эффекта использования методов защиты от коррозии. Дать заключение о наиболее выгодном примененном методе защиты от коррозии на объекте ЮС2.

4.1. Критерии оценки эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования

Эффективность ингибиторной защиты (химические метод) принято оценивать такими критериями, как защитное действие (защитный эффект), коэффициент торможения скорости коррозии, остаточная скорость коррозии (ОСК).

Защитное действие (Z) в процентах вычисляют по формуле:

$$Z = \frac{КСК - ОСК}{КСК} \times 100\%$$

где, КСК – контрольная (фоновая) скорость коррозии, г/м² час или мм/год; ОСК – остаточная скорость коррозии в ингибированной среде, г/м² час или мм/год.

Коэффициент торможения скорости коррозии вычисляют по формуле:

$$K = \frac{КСК}{ОСК}$$

4.2. Оценка эффективности неметаллических покрытий

Эффективность неметаллических покрытий оценивают по:

- внешнему виду;
- толщине;

- диэлектрической сплошности;
- наблюдением за областью наружной поверхности в месте прилегания трубного ключа и элеватора;
- стойкости к истиранию (абразивному износу);
- прочности при ударе;
- стойкости к химическому воздействию и т. д.

4.3. Оценка эффективности технологических методов защиты

Для технологических методов защиты:

- установление режима, соответствующего минимальному газовому фактору, минимальному выносу песка, минимальной обводненности;
- транспорт газожидкостной смеси в эмульсионном или дисперсионном режиме; недопущение пульсаций, перехода в пробковый (снарядный) режим.

Основные критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией

№ п/п	Метод борьбы с коррозией	Критерии оценки эффективности			Примечание
		Название	Единица измерения	Допустимое значение	
1	Ингибиторная защита	Защитное действие	%	≥ 90	
		ОСК	г/м ² час (мм/год)	$< 0,1$	
2	Неметаллические покрытия	Толщина	мм	В соответствии с ТУ	
		Адгезия к стали	МПа	В соответствии с ТУ	
		Диэлектрическая сплошность	кВ/мм	4,0	Электрическое напряжение, при котором отсутствует пробой покрытия

		Износостойкость	мкм/ч	В соответствии с ТУ	Скорость гидроабразивного изнашивания в потоке абразивосодержащей жидкости
3	Металлизационные покрытия	микротвердость прочность сцепления пористость	HV МПа %	В соответствии с ТУ	
4	Электрохимзащита	Защитный потенциал	В	-0,85...-1,15	Относительно медносульфатного электрода
5	Сталь, легированная сталь	Скорость коррозии	мм/год	< 0,1	В модельных средах

4.4. Анализ и оценка экономического эффекта использования методов защиты от коррозии

4.4.1. Единый критерий сравнительной оценки

Индивидуальные критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией должны использоваться на стадии выбора метода защиты, с учетом критериев применимости. В дальнейшем, при проведении ОПИ и промышленном применении способа защиты от коррозии, необходимо выбрать универсальный КОЭ, тем более, что могут быть использованы комбинированные технологии.

Таковыми критериями в отношении ГНО являются: увеличение наработки на отказ по причине коррозии (коэффициент увеличения наработки на отказ) и (или) увеличение срока МРП (коэффициент увеличения МРП). Коэффициент увеличения средней наработки на отказ по причине коррозии определяется из соотношения:

$$КСНО = СНО_{ПК} / СНО_0$$

где, КСНО - коэффициент увеличения средней наработки; СНО₀ - средняя наработка на отказ до применения противокоррозионных мероприятий, сут; СНО_{ПК} - средняя наработка на отказ при применении противокоррозионных мероприятий, сут.

Обобщающим критерием оценки эффективности технологии в конечном счете является экономическая эффективность. Технология является экономически эффективной, если затраты на ее применение ниже, чем дополнительная экономия от применения.

Экономия от применения технологии, связанной с увеличением СНО, складывается из следующих элементов:

- экономии за счет снижения количества ТиКРС ($\mathcal{E}_{\text{ТиКРС}}$);
- экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти за счет сокращения простоев скважин ($\mathcal{E}_{\text{дн}}$);
- экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования ($\mathcal{E}_{\text{эо}}$).

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{ТиКРС}} + \mathcal{E}_{\text{дн}} + \mathcal{E}_{\text{эо}}$$

4.4.2. Сбор исходных данных для расчета

Исходные данные для расчета отражены в таблице 3. Таблица содержит параметры работы скважины, поэтому составляется индивидуально для каждой скважины.

Таблица 3 – Исходные данные для расчета

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Обозначение	Величина
1	Стоимость ТиКРС	руб./час.	$C_{\text{ТиКРС}}$	84689,23
2	Средняя продолжительность ТиКРС	сут.	$T_{\text{ТиКРС}}$	5
3	Базовое МРП («черная» труба)	сут.	МРПб	275
4	МРП (ингибиторная защита)	сут.	МРПинг	288
5	МРП (катодная защита)	сут.	МРПкат	313
6	МРП (коррозионностойкое исполнение оборудования)	сут.	МРПкор	314
7	МРП (нанесение неметаллических покрытий)	сут.	МРПнп	301
8	Средняя стоимость ТиКРС	руб.	$C_{\text{ТиКРС}}$	1100000
9	Стоимость «черной» НКТ	руб./тн	$C_{\text{чт}}$	84000
10	Стоимость УЭЦН+ПЭД в обычном исполнении	руб./тн	$C_{\text{гно}}$	3376098
11	Стоимость погружного кабеля в обычном исполнении	руб./км	$C_{\text{каб}}$	340000
12	Стоимость ингибитора	руб./тн	$C_{\text{и}}$	200000
13	Стоимость коррозионностойкой НКТ	руб./тн	$C_{\text{кст}}$	128320
14	Стоимость НКТ с покрытием	руб./тн	$C_{\text{НКТп}}$	98000

15	Стоимость катодной защиты	руб.	$C_{КЗ}$	145000
16	Стоимость УЭЦН+ПЭД в коррозионно-стойком исполнении	руб./шт	$C_{КГНО}$	5000000
17	Стоимость погружного кабеля в коррозионно-стойком исполнении	руб./шт	$C_{ККС}$	395000
18	Средний расход ингибитора	г/м ³	p	255
19	Дебит жидкости	м ³ /сут	$Q_{ж}$	314
20	Обводненность	%	B	92
21	Стоимость нефти	тыс.руб/тн	C_H	17000

4.4.3. Расчет среднего количества ремонтов скважин в год в базовом периоде

Среднее количество ремонтов в год в базовом периоде вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из межремонтного периода среднего до проведения мероприятий и средней продолжительности операции $T_{иКРС}$.

$$K_6 = \frac{365}{MRП_6 + T_{иКРС}} = \frac{365}{275 + 5} = 1,3$$

где, K_6 – количество ремонтов в год в базовом периоде; $MRП_6$ – межремонтный период в базовом периоде; $T_{иКРС}$ – средняя продолжительность $T_{иКРС}$.

4.4.4. Расчет среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты

Среднее количество ремонтов в год в период применения метода защиты вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из достигнутого в ходе применения метода межремонтного периода и средней продолжительности операции $T_{иКРС}$.

$$K_{кор} = \frac{365}{MRП_{кор} + T_{иКРС}} = \frac{365}{314 + 5} = 1,14$$

где, $K_{кор}$ – количество ремонтов в год в период защиты; $MRП_{ДПЗ}$ – межремонтный период, достигнутый при применении коррозионностойкого оборудования; $T_{иКРС}$ – средняя продолжительность $T_{иКРС}$.

Подобным способом рассчитываем количество ремонтов в год в период защиты для остальных способов защиты. Результаты вносим в таблицу 4.

Таблица 4 – Количество ремонтов в год в период защиты

Способ защиты	Количество ремонтов в год в период защиты
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	1,14
Катодная защита	1,14
Ингибиторная защита	1,24
Защита с использованием неметаллических покрытий	1,19

4.4.5. Расчет экономии за счет снижения количества ТиКРС

Для расчета экономии за счет снижения количества ТиКРС, на первом этапе необходимо сравнить среднее количество ТиКРС в базовом периоде и среднее расчетное количество ТиКРС в ходе применения метода защиты.

$$\Delta K_{\text{ТиКРС}} = K_{\text{б}} - K_{\text{кор}} = 1,3 - 1,14 = 0,16$$

где, $\Delta K_{\text{ТиКРС}}$ – изменение числа ТиКРС в год; $K_{\text{б}}$ – число ТиКРС в год в базовом периоде (до применения метода защиты); $K_{\text{кор}}$ – число ТиКРС в год в период применения метода защиты.

Подобным способом рассчитываем изменение числа ТиКРС в год для остальных способов защиты. Результаты вносим в таблицу 5.

Таблица 5 – Изменение числа ТиКРС в год

Способ защиты	Изменение числа ТиКРС в год
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	0,16
Катодная защита	0,16
Ингибиторная защита	0,06
Защита с использованием неметаллических покрытий	0,11

4.4.6. Расчет экономии за счет снижения числа ТиКРС:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{ТиКРС}} &= \Delta K_{\text{ТиКРС}} \times \Delta C_{\text{ТиКРС}} = (K_{\text{б}} - K_{\text{кор}}) \times C_{\text{ТиКРС}} \\ &= (1,3 - 1,14) \times 1100000 = 176490 \end{aligned}$$

где, $\mathcal{E}_{\text{ТиКРС}}$ – экономия за счет сокращения числа ТиКРС; $\Delta K_{\text{ТиКРС}}$ – снижение числа ТиКРС в год; $C_{\text{ТиКРС}}$ – средняя стоимость одного ремонта.

Подобным способом рассчитываем количество ремонтов в год в период защиты для остальных способов защиты. Результаты вносим в таблицу 6.

Таблица 6 – Экономия за счет сокращения числа ТиКРС

Способ защиты	Экономия за счет сокращения числа ТиКРС, руб
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	176490
Катодная защита	176490
Ингибиторная защита	66000
Защита с использованием неметаллических покрытий	121000

4.4.7. Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин

Физически эта величина отражает стоимость нефти, которую мы получили, сократив простой скважин в период ремонта. Экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин в период ТиКРС – величина, равная произведению изменения числа ТиКРС в год на среднюю продолжительность одного ремонта, на производительность скважины по нефти (переведенной в весовые показатели) и на стоимость нефти.

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{дд}} &= \Delta K_{\text{ТиКРС}} \times T_{\text{ТиКРС}} \times Q_{\text{н}} \times \rho \times C_{\text{н}} \\ &= (1,3 - 1,14) \times 5 \times 25,12 \times 0,84 \times 17000 = 287769 \end{aligned}$$

где, $\mathcal{E}_{\text{дд}}$ – экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин; $\Delta K_{\text{ТиКРС}}$ - изменение числа ТиКРС в год; $T_{\text{ТиКРС}}$ – средняя продолжительность одного ремонта; $Q_{\text{н}}$ – дебит скважины по нефти; ρ – плотность нефти; $C_{\text{н}}$ – стоимость нефти; В свою очередь, дебит скважины по нефти вычисляется как произведение дебита скважины по жидкости на содержание нефти в 1м³ жидкости.

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{ж}} \times (1 - B) = 314 \times (1 - 0,92) = 25,12$$

где, $Q_{\text{н}}$ – производительность скважины по нефти; $Q_{\text{ж}}$ – производительность скважины по жидкости; B – коэффициент обводненности.

Таким же образом рассчитываем экономию за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин для остальных способов защиты. Результаты вносим в таблицу 7.

Таблица 7 – Экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин

Способ защиты	Экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин, руб
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	287769
Катодная защита	287769
Ингибиторная защита	107614
Защита с использованием неметаллических покрытий	197293

4.4.8. Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования

При расчете экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования, следует учитывать направленность защитных мероприятий, какой именно объект находится под защитой.

Различные методы защиты ГНО от коррозии способны выполнять защиту не всего глубинонасосного оборудования. Данные по защищаемым объектам при применении различных методов защиты приведены в таблице 8

При применении сочетания различных методов оценивается результат совместного применения методов с учетом совокупных затрат на реализацию всех методов комплекса.

Учитывая тот факт, что скорость коррозии изменяется за период эксплуатации скважины (например, в начальный период она может быть минимальна) в зависимости от темпа роста обводненности продукции, при расчете принимают только продолжительность работы оборудования непосредственно перед началом реализации метода защиты.

Таблица 8 – Объекты защиты при применении разных методов защиты от коррозии

№ п/п	Метод защиты ГНО от коррозии	Эксплуатационная колонна	Внутренняя поверхность НКТ	Внешняя поверхность НКТ	Броня кабеля	Резьбовые соединения труб	ПЭД	Секции насоса
1	Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство	+	+	+	+	+	-	+
2	Дозирование ингибитора через трубку ниже ПЭД	-	+	-	-	+	+	+
3	Совмещение методов 1 и 2	+	+	+	+	+	+	+
4	Катодная защита	+	-	+	+	-	+	+
5	Трубы из коррозионностойкого материала	-	+	+	-	-	-	-
6	Трубы с изолирующим покрытием	-	+	+	-	-	-	-
7	Коррозионностойкое исполнение погружного оборудования (УЭЦН+ПЭД)	-	-	-	-	-	+	+
8	Погружной кабель в коррозионностойком исполнении	-	-	-	+	-	-	-

Общая экономия вычисляется как сумма экономий от увеличения срока эксплуатации устройств, охваченных защитой при применении данного конкретного метода.

$$\mathcal{E}_{\text{ЭО}} = \mathcal{E}_{\text{НКТ}} + \mathcal{E}_{\text{НАС}} + \mathcal{E}_{\text{ПЭД}} + \mathcal{E}_{\text{КАБ}}$$

где, $\mathcal{E}_{\text{ЭО}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования; $\mathcal{E}_{\text{НКТ}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации НКТ; $\mathcal{E}_{\text{НАС}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации насоса; $\mathcal{E}_{\text{ПЭД}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации погружного электродвигателя; $\mathcal{E}_{\text{КАБ}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации кабеля.

Число слагаемых в данной формуле может изменяться в зависимости от количества объектов, находящихся под защитой (смотреть таблицу 15).

Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации НКТ, УЭЦН+ПЭД, кабеля:

$$\mathcal{E}_{\text{НКТ(НАС,ПЭД,КАБ)}} = 365 \times \left(\frac{G_{\text{Б}} \times C_{\text{чч(ГНО,КАБ)}}}{\text{МРП}_{\text{Б}}} - \frac{G_{\text{З}} \times C_{\text{кст(НКТП,КГНО,ККС)}}}{\text{МРП}_{\text{ДПЗ}}} \right)$$

где, $G_{\text{Б}}$ – процент выбраковки базового оборудования; $G_{\text{З}}$ – процент выбраковки защищаемого оборудования; $C_{\text{чч(ГНО,КАБ)}}$ – стоимость черной НКТ, (УЭЦН, ПЭД, кабель в обычном исполнении); $C_{\text{кст(НКТП, КГНО, ККС)}}$ – стоимость коррозионно-стойкой НКТ (НКТ с покрытием, коррозионно-стойкое исполнение УЭЦН+ПЭД, коррозионностойкое исполнение кабеля); $\text{МРП}_{\text{ДПЗ}}$ – межремонтный период, достигнутый в период защиты; $\text{МРП}_{\text{Б}}$ – межремонтный период в базовом периоде.

Рассчитаем экономию за счет увеличения срока эксплуатации НКТ, УЭЦН+ПЭД и кабеля за счет использования коррозионностойкого исполнения оборудования

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{НКТ(НАС,ПЭД,КАБ)}} &= 365 \times \left(\frac{20 \times (84000 + 3376098 + 340000)}{275} \right. \\ &\quad \left. - \frac{12 \times (128320 + 5000000 + 395000)}{314} \right) = 23830292 \end{aligned}$$

Рассчитаем экономию для остальных методов защиты и занесем в таблицу 9.

Таблица 9 – Экономия за счет увеличения срока эксплуатации НКТ, УЭЦН+ПЭД, кабеля

Способ защиты	Экономия за счет увеличения срока эксплуатации НКТ, УЭЦН+ПЭД, кабеля, руб
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	23830292
Катодная защита	23350741
Ингибиторная защита	9396148
Защита с использованием неметаллических покрытий	15005379

Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования (использование ингибитора коррозии)

$$\mathcal{E}_{\text{НКТ(НАС,ПЭД,КАБ)}}$$

$$= 365 \times \left(\frac{G_{\text{Б}} \times C_{\text{ЧЧ(ГНО,КАБ)}}}{\text{МРП}_{\text{Б}}} - \frac{G_{\text{З}} \times C_{\text{КСТ(НКТП,КГНО,ККС)}}}{\text{МРП}_{\text{ДПЗ}}} \right) - \mathcal{Z}_{\text{инг}}$$

$$\mathcal{E}_{\text{НКТ(НАС,ПЭД,КАБ)}}$$

$$= 365 \times \left(\frac{20 \times (84000 + 3376098 + 340000)}{275} - \frac{20(84000 + 3376098 + 340000)}{288} \right) - 4845110 = 17545318$$

Расчет затрат на химические реагенты (ингибиторы) $\mathcal{Z}_{\text{инг}}$ в год, тыс. руб.:

$$\mathcal{Z}_{\text{инг}} = 365 \times Q_{\text{ж}} \times \rho \times C_{\text{инг}} \times 10^{-6} = 365 \times 314 \times 255 \times 200000 \times 10^{-6} = 4845110$$

где, $Q_{\text{ж}}$ – дебит по жидкости, м³; ρ – дозировка ингибитора коррозии, г/м³; $C_{\text{инг}}$ – стоимость ингибитора, тыс. руб./т.

4.4.9 Расчёт затрат на реализацию технологий защиты от коррозии

Затраты на реализацию технологии защиты от коррозии определяются стоимостью УДЭ, амортизацией, затратами на обслуживание и т.п.

Срок полезного использования для подземного оборудования должен составлять не менее 12 месяцев. Для расчетов примем средний СПИ равным 12 месяцев.

Расчёт общих затрат на применение технологии $\mathcal{Z}_{\text{общ}}$, руб.:

$$\mathcal{Z}_{\text{общ}} = \mathcal{Z}_{\text{тех}} + A$$

Рассчитаем $\mathcal{Z}_{\text{общ}}$ для всех методов защиты и внесем в таблицу 10:

Таблица 10 – Расчёт общих затрат на применение технологии

Способ защиты	Расчёт общих затрат на применение технологии, руб
Использование «черного» оборудования	4116772
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	5983596
Катодная защита	6001666
Ингибиторная защита	5400556
Защита с использованием неметаллических покрытий	5950750

4.4.10 Расчет экономического эффекта

Экономический эффект ΔNPV от применения технологии определяется разностью экономии от использования технологии и затратами на ее применение, руб.

$$\Delta NPV = \Xi_{\text{общ}} - Z_{\text{общ}}$$

$$\Delta NPV_{\text{кор}} = \Xi_{\text{общ}} - Z_{\text{общ}} = 23830292 - 5983596 = 17846696$$

Подобным образом рассчитаем экономический эффект для остальных видов защиты от коррозии и занесем полученные данные в таблицу 11:

Таблица 11 – Экономия за счет увеличения срока эксплуатации НКТ, УЭЦН+ПЭД, кабеля

Способ защиты	Экономический эффект, руб
Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь)	17846696
Катодная защита	17349075
Ингибиторная защита	3995592
Защита с использованием неметаллических покрытий	9054629

Вывод:

По результатам расчета экономического эффекта различных методов борьбы с коррозией за анализируемый период по данным скважинам получены следующие показатели:

Экономический эффект при:

- Использование коррозионностойкого оборудования (нержавеющая сталь) – 17,85 млн рублей;

- Использование электрохимической защиты – 17,34 млн рублей;
- Защита оборудования дозированием ингибитора коррозии – 3,99 млн рублей;
- Защита с использованием неметаллических покрытий – 9,05 млн рублей

На основании полученных данных, сделано заключение, что самым экономически эффективным методом защиты оборудования от коррозии является использование оборудования, изготовленного из нержавеющей стали (коррозионностойкое исполнение).

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Чидигезову Владимиру Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – кустовые площадки месторождений Западной Сибири
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организация рабочей зоны
2. Производственная безопасность 2.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; - токсическое и раздражающее воздействие на организм человека токсических веществ; - повреждения в результате контакта с насекомыми; - необходимые средства защиты от вредных факторов.
2.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - движущиеся машины и механизмы; - подвижные части производственного оборудования;

	<ul style="list-style-type: none"> - сосуды и аппараты под давлением; - пожаробезопасность; - электробезопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов.
3. Экологическая безопасность:	Оценка и анализ воздействия проведения ремонтно-изоляционных работ на литосферу и гидросферу. Комплекс мер по охране окружающей среды.
4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> - Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – взрыва, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Чидигезов Владимир Алексеевич		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящее время большая часть месторождений нефти и газа находится в эксплуатации более двадцати лет. Таким образом, основной фонд скважин - это скважины, срок службы которых давно преодолел десятилетний барьер. На данном этапе эксплуатация месторождений характеризуется тенденцией увеличения простаивающего фонда скважин по геологическим и техническим причинам. Скорейшее восстановление и ввод в строй бездействующих скважин - задача огромной важности, так как количество скважин, требующих капитального и текущего ремонтов, часто превышает число действующих.

Особое значение при эксплуатации и освоении скважин имеют ремонтно-изоляционные работы. Нередко даже во вновь вводимых в эксплуатацию скважинах, наблюдаются межпластовые, заколонные перетоки флюидов, которые не позволяют эксплуатировать скважину на оптимальном режиме и получать качественную продукцию - безводную нефть.

Ремонтно-изоляционные работы проводятся на открытых кустовых площадках. Западная Сибирь находится почти на одинаковом расстоянии, как от Атлантического океана, так и от центра континентальности Евразии, поэтому ее климат носит умеренно континентальный характер. Средняя температура января уменьшается от минус 15°C на юго-западе до минус 30°C на северо-востоке Западной Сибири. Средняя температура июля увеличивается от плюс 5°C на севере до плюс 20°C на юге. Водоизоляционные работы ведутся круглогодично.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Ремонтно-изоляционные работы проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие

противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Рациональная организация рабочей зоны обеспечивает удобную рабочую позу, возможность применения передовых приемов и методов труда, минимальные траектории движений рабочего и движений предметов труда, соблюдение строгой последовательности, при которой один элемент работы плавно переходит в другой. При этом размещение средств оснащения и предметов труда должно подчиняться основным требованиям, нарушение которых ведет к непроизводительным затратам рабочего времени и энергии работника, преждевременному утомлению и снижению производительности труда, нерациональному использованию производственных площадей.

5.2. Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке

Ремонтно-изоляционные работы производит бригада КРС (капитальный ремонт скважин. Под рабочим местом при ПРС понимается часть рабочей зоны, оснащенная оборудованием и другими материально-техническими средствами труда, в которой постоянно или периодически находится рабочий (работчие) при выполнении тех или иных операций процесса КРС.

Работа бригады КРС, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

1. Монтаж и транспортировка оборудования, перебазирование подъемных агрегатов, транспортировка культбудки и оборудования, закрепленного за бригадой подготовительно-заключительные работы при ремонте скважин, спуск-подъем подземного оборудования;

2. Внедряет прогрессивные методы работ, совершенствует материальное стимулирование непосредственно на рабочих местах, организует свою деятельность на условиях хозяйственного расчет;

3. Обеспечивает безопасность ведения работ, соблюдения противопожарных правил пром. санитарии, гигиены труда и охраны окружающей среды на рабочих местах.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 (таблица 12).

Таблица 12 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; 2) монтаж, демонтаж оборудования; 3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов; 4) работа с оборудованием, работающим под высоким давлением;	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 2. Превышение уровней шума и вибрации. 3. Недостаточная освещенность. 4. Повышенная запыленность рабочей зоны.	1. Электрический ток. 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999); Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90; Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011; Оборудование производственное.

5) работа в темное время суток.			Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ; Оборудование производственное. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ.
---------------------------------	--	--	--

5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, из льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 13).

Таблица 13 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Превышение уровней шума. В непосредственной близости от рабочего места бригады КРС (капитальный ремонт скважин) могут находиться машины КРС либо агрегаты для ОПЗ, которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999). Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противошумные вкладыши [4].

Превышение уровня вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте бригады КРС составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещённость рабочей зоны. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011). Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность рабочей зоны. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание

песка в носовую область рабочего из бригады КРС, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток. Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование

знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как химические реагенты, применяемые для ВПП, не являются агрессивными (в большинстве технологий используется ПАА в качестве основного компонента), то влияние,

оказываемое ими на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

5.3. Экологическая безопасность

Операции ВИР сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

В соответствии с нормами технологического проектирования для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

Загрязнение литосферы

Загрязнение земной поверхности при проведении ремонтно-изоляционных работ может сопровождаться:

1. Нарушением и загрязнением почвенного и растительного покрова;
2. Активизацией экзогенных геологических процессов;
3. Снижением биопродуктивности экосистем;

Загрязнение гидросферы

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

1. Загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами.
2. Хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами.
3. Перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.
4. Продуктами утечек скважины.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке на месторождениях Западной Сибири:

1. Нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением.
2. Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину.
3. Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении ремонтно-изоляционных работ скважин включают в себя следующие ключевые моменты:

1. Работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией.

2. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.

3. При закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан.

4. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;

5. При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ.

6. Перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о происходящем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв - сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющими средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду.

Вывод:

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению. Рассмотрены особенности экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Список использованных источников

1. Аржанов Ф.Г. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Западной Сибири / Ф.Г. Аржанов, Г.Г. Вахитов, В.С. Евченко и др. – М.: Недра. - 1979. – 335 с.
2. Баймухаметов К.С. Геологическое строение и разработка Туймазинского нефтяного месторождения / К.С. Баймухаметов, В.Р. Еникеев, А.Ш. Сыртланов и др. - Уфа: Баш. изд-во "Китап". - 1993. – 280 с.
3. Антипин Ю.В. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти / Ю.В. Антипин, М.Д. Валеев, А.Ш. Сыртланов — Уфа: Башк. кн. изд-во. - 1987. – 168 с.
4. Волочков А.Н. Повышение надежности эксплуатации скважин Кирского и Коттынского месторождений после ремонтно-изоляционных работ в условиях солеотложения /А.Н. Волочков // Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. Экономика исправление (сборник статей аспирантов и молодых специалистов). - Уфа: Изд-во «НПФ Геофизика».- 2010 г. - № 7. – С. 57 - 65.
5. Гарифов К.М. Опытнo-промышленные работы по герметизации эксплуатационной колонны металлическими пластырями в ОАО "Татнефть" / К.М. Гарифов, А.Х. Кадыров, И.Н. Рахманов, Н.А. Воронин, А.В. Глуходед, В.А Балбошин // Нефтяное хозяйство. - 2009. - №7. - С. 57 - 59.
6. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия. Издание официальное. М.: Изд-во стандартов. – 1998. - 18 с.
7. Аширов К.Б. Предотвращение выпадения гипса в процессе разработки нефтяных месторождений Куйбышевской области / К.Б. Аширов, Н.И. Данилов, В.Е. Кащавцев и др. // Нефтяное хозяйство. – 1973. - №6. – С. 39 - 43.
8. Емков А.А. Методы борьбы с отложениями неорганических солей в оборудовании подготовки нефти / А.А. Емков // Обзор. информ. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. — 1988. – Вып. 4. – 51 с.

9. Люшин С.Ф. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / С.Ф. Люшин, А.А. Глазков, Г.В. Галеева и др. // Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. - 1983. — 100 с.

10. Лялина Л.Б. Формирование состава попутно добываемых вод и их влияние на гипсоотложение при эксплуатации нефтяных месторождений / Л.Б. Лялина, М.Г. Исаев // Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. — 1983. — 48 с.

11. Кащавцев В.Е. Предупреждение солеобразования при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, Ю.П. Гаттенбергер, С.Ф. Люшин // - М.: Недра. - 1985. – 215 с.

12. Мелинг К.В. Восстановление герметичности эксплуатационных колонн профильными перекрывателями / К.В. Мелинг, А.А. Мухаметшин, А.Л. Насыров, Р.Я. Хабибуллин // Нефтяное хозяйство. – 2006. - №3 - С. 72-75.

13. Панов В.А. Оценка склонности пластовых вод к отложению гипса в нефтепромысловом оборудовании / В.А. Панов, А.А. Емков, Г.Н. Позднышев // Нефтяное хозяйство. – 1980. - №2. – С. 39 - 40.

14. Сыртланов А.Ш. Методы борьбы с отложениями гипса в нефтяных скважинах и пути их совершенствования: Дис. Канд. техн. наук. / А.Ш. Сыртланов – Уфа. - 1983. – 201 с.

15. Пат. № 2375554 РФ, МКИ Е 21 В / Способ повышения межремонтного периода работы глубиннонасосного оборудования добывающей скважины, осложненной солеотложениями / А.Н. Волочков, Ф.С. Гарифуллин, Д.В. Долгов, И.К. Минязев, А.М. Валеев (Россия); заяв. 15.02.2008; опубл. 10.12.2009; Бюл. №34.

16. Гиматудинов Ш.К. Солеотложения при разработке нефтяных месторождений, прогнозирование и борьба с ними / Ш.К. Гиматудинов, Л.Х. Ибрагимов, Ю.П. Гаттенбергер и др. // Грозный.: Изд-во Чёчено-Ингушск. гос. ун-та. – 1985. – 88 с.

17. Муслимов Р.Х. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения: Издано в 2 т. / Р.Х. Муслимов, А.М. Шавалиев, Р.Б. Хисамов и др. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1995. - Т. I. – 492 с.
18. Уметбаев В.Т. Капитальный ремонт как средство экологического оздоровления фонда скважин / В.Г. Уметбаев, В.Ф. Мерзляков. - Уфа: Башнипинефть. - 1995. — 251 с.
19. Шакрисламов А.Г. Повышение надежности эксплуатационной колонны в условиях солеотложения и коррозии / А.Г. Шакрисламов, Ю.В. Антипин, Ф.С. Гарифуллин // Нефтяное хозяйство. - 2007 г. - №8. - С. 128- 131.
20. Муслимов Р.Х. Геология, разработка и эксплуатации Ромашкинского нефтяного месторождения. Издание в 2 т. / Р.Х. Муслимов, А.М. Шавалиев, Р.Б. Хисамов и др. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1995. - Т. II. – 286 с.
21. Саттаров М.М. Проектирование разработки нефтяных месторождений / М.М. Саттаров, Е.А. Андреев, В.С. Ключарев и др. – М.: Недра. - 1969. – 240 с.
22. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин / В.Г. Уметбаев. – М.: Недра. – 1989. - 215 с.
23. Будников В.Ф. Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах / В.Ф. Будников, П.П. Макаренко, В.А. Юрьев - М.: Недра. - 1997. - 226 с.
24. Временное методическое руководство на основные виды водоизоляционных работ. – Бугульма: Татнипинефть. - 1981. - 92с.
25. РД 39-0147009-532-87 Выбор технологии и тампонажных материалов при проведении ремонтно-изоляционных работ. - Краснодар: ВНИИКРнефть. - 1987. – 89 с.
26. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
27. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
28. СП 51.13330.2011. Защита от шума.

29. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартинформ, 1990. – 20 с.
30. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
31. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
32. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
33. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
34. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
35. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

Приложение А

Таблица 14 - Качественно-оценочная классификация методов борьбы с солеотложениями в условиях влияния их на техническое состояние эксплуатационной колонны

Методы	Характеристика реагента	Технология обработки скважины	Скважинные условия применения метода	Преимущества	Недостатки
1. Методы предупреждения					
1.1. Химические методы					
ПАА (молекулярная масса от 10000 до 20000).	Ингибитор анионного типа, активным началом которого являются полимеры акрилового ряда. Образует мономолекулярную пленку на ингибируемой поверхности.	Промывка скважин водным раствором с содержанием ПАА 10 - 60 г/м ³ , закачка в пласт через нагнетательные скважины при концентрации ПАА 10-20 г/м ³ .	Ограничений по условиям применения нет.	Ограничение продвижения закачиваемой воды, изменение фильтрационных потоков с целью повышения нефтеотдачи.	Малая продолжительность эффекта, низкая технологическая эффективность.
Гипан (молекулярная масса от 20000 до 100000).	Ингибитор анионного типа, образующий мономолекулярную пленку на поверхности ГНО.	Промывка скважин водным раствором с содержанием гипана 5-10 г/м ³ .	Ограничений по условиям применения нет.	Может применяться совместно с ограничением продвижения воды в добывающие скважины	Малая продолжительность эффекта, низкая технологическая эффективность.
ТПФН и ГМФН	Ингибитор класса неорганических полифосфатов	В виде 1 %-го водного раствора вводится в затрубное	Применяется при отложениях гипса, рекомендуется применять при	Замедляется процесс отложения солей, не	При температуре выше 50 °С ГМФН и ТПФН гидролизуются и

		пространство с помощью дозирочного насоса или самотеком с расходом 5-10 г/м ³ обрабатываемой жидкости для ГМФН и 20 г/м ³ для ТПФН.	температуре в скважине до 50 °С.	образуются плотные отложения.	переходят в ортофосфаты, которые образуют с ионами кальция труднорастворимые осадки. Полифосфаты, попадая в открытые водоемы, неблагоприятно воздействуют на окружающую среду.
ИСБ-1	Фосфорорганическое соединение, образующее ряд прочных комплексов с катионами карбоната и сульфата кальция.	В виде водного раствора 0,1-0,5 %-ной концентрации вводится в затрубное пространство с помощью дозирочного насоса, самотеком с удельным расходом 4-5 г/м ³ .	Применяется при отложениях сульфата и карбоната кальция в пласте, скважинах и промысловом оборудовании.	Не дает образоваться кристаллам карбонатов и сульфатов кальция.	Не применяется при содержании в воде ионов кальция более 16 г/м ³ .
ОЭДФ	Класс фосфоновых кислот, образует прочные комплексы с катионами различных веществ.	В виде концентрированного раствора вводится в затрубное пространство с помощью дозирочного насоса, самотеком с удельным расходом 5 г/м ³	Предназначен для предотвращения отложения солей по пути движения жидкости от призабойной зоны до системы	Малотоксичен, хорошо растворим в воде, образует комплексы с катионами различных соединений.	Вызывает коррозию подземного оборудования скважин.

		обрабатываемой жидкости.	подготовки нефти включительно.		
ДПФ-1	Ингибитор относится к классу фосфоновых кислот.	В виде водного раствора вводится в затрубное пространство с помощью дозирочного насоса, самотеком с удельным расходом 5-70 г/м ³ .	Применяется при отложениях сульфатов и карбонатов кальция, бария в скважинах и продуктивной части призабойной зоны пласта.	Неограниченно растворим в воде, малотоксичен, температура замерзания до минус 100 °С.	Вызывает коррозию подземного оборудования скважин, высокий удельный расход реагента.
ПАФ-1	Ингибитор анионного типа из класса органических фосфатов	В виде водного раствора вводится в затрубное пространство с помощью дозирочного насоса, самотеком с удельным расходом 10-15 мг/м ³ .	Применяется при отложениях карбонатов и сульфатов кальция.	Ингибитор хорошо растворим в воде.	Ингибитор не растворим в органических растворителях и нефти.
Инкредол-1	Многокомпонентный ингибитор на основе нитрилотриметилфосфоново й кислоты (НТФ).	Вводится в затрубное пространство скважин с удельной дозировкой 10-20 г/м ³ .	Применяется при образовании карбонатов и сульфатов кальция в скважинах и нефтепромысловом оборудовании.	Малотоксичен, негорюч, хорошо совместим с пластовыми водами, содержащими до 35 г/л ионов кальция. Температура замерзания минус 50 °С.	При концентрации 10 мг/л нарушает первую фазу окисления органических веществ в водоемах и нарушает их санитарный режим, вызывает коррозию подземного оборудования.

СНПХ-5301,5301 М (5311,5312,5313,5314)	Многокомпонентный ингибитор, основой которого является ОЭДФ. В состав входят водный раствор аммиака, гликоли и другие компоненты.	Вводится в затрубное пространство скважины с удельной дозировкой от 5-30 г/т обрабатываемой жидкости.	Применяется при отложениях карбоната и сульфата кальция, сульфата бария.	Ингибитор малотоксичен, негорюч, не вызывает коррозию промышленного оборудования, температура замерзания до минус 35°C	Высокая стоимость реагента
SP-181.	Многокомпонентный ингибитор, основой которого являются органические фосфаты.	Вводится в затрубное пространство скважин с удельной дозировкой от 15-20 г/м ³ обрабатываемой жидкости.	Применяется при отложениях карбонатов и сульфатов кальция.	Термостойкость более 80°C. 2%-ый водный раствор совместим с пластовыми водами, содержащими не более 4 г/л ионов кальция.	Температура замерзания минус 9°C.
SP-203.	Импортный ингибитор солеотложения, представляющий собой многокомпонентную композицию, активным началом которой являются органические фосфаты.	Вводится в затрубное пространство скважин с удельной дозировкой 15-50 г/м ³ .	Применяется при отложениях сульфата и карбоната кальция, бария в скважинах и поверхностном оборудовании.	Термостойкость более 80 °С, температура замерзания минус 40 °С.	2%-ный водный раствор совместим с пластовыми водами, содержащими не более 1,5 г/л ионов кальция.
Корексид-7647.	Импортный ингибитор солеотложения, представляющий собой многокомпонентную композицию, активным	Вводится в затрубное пространство скважин с удельной дозировкой	Применяется при отложениях сульфата и карбоната кальция, бария в скважинах,	Повышенная термостойкость до 260 С,	2 %-ный водный раствор совместим с пластовыми водами, содержащими не

	началом которой являются полимеры.	15-50 г/м ³ .	ГНО и теплообменных аппаратах подготовки нефти и воды.	температура застывания минус 23 С.	более 5 г/л ионов кальция
СОНСОЛ (2001, 2002, 2003)	Многокомпонентный ингибитор, основой которого является ПАВ – пентофосфонат.	Непрерывная или периодическая закачка раствора с удельным расходом 30 г/м ³ , дозированная закачка раствора в затрубное пространство с последующей задавкой в ПЗП.	Применяется при отложениях железа, гипса, кальцита, барита.	Низкие температуры застывания минус 40-50 С, невысокие дозировки ингибитора – 30 г/т обрабатываемой жидкости.	Увеличение скорости коррозии оборудования. Дороговизна.
1.2. Безреагентные					
Выбор источников водоснабжения.	Обеспечение необходимого количества вод определенного класса для систем водоснабжения конкретных месторождений.	Не допускать смешения вод в системе заводнения, приводящих к выпадению неорганических солей.	Применяется при отложениях солей в скважинах, ГНО и теплообменных аппаратах подготовки нефти и воды.	Отсутствие затрат на растворители и ингибиторы, оборудование для их подачи, постоянство химического состава продукции скважин.	Не всегда возможно применение данного способа из-за утилизации попутно-добываемой воды, высоких капитальных затрат на переустройство системы ППД.
Воздействие магнитными, силовыми,	Устройства подземного и надземного типа обрабатывают	В ультразвуковом диапазоне частот акустических полей снижается скорость	Применяется при отложениях солей в скважинах, ГНО и	Не изменяется химический состав добываемой	Метод не получил широко распространения из-

акустическими полями.	акустическими или магнитными полями продукцию скважин.	образования отложений на поверхности оборудования.	теплообменных аппаратах подготовки нефти и воды.	продукции, не влияет на интенсивность коррозии оборудования.	за недостаточной изученности.
Проведение РИР.	Ограничение поступления вод несовместимого типа.	Своевременно проводятся РИР в скважинах, в которых обнаружены негерметичности колонн.	Применяется при отложениях солей в скважинах, ГНО из-за поступления жидкости через нарушения колонны.	Эффективный метод при образовании отложений НОС из-за смешения несовместимых вод.	Высокая стоимость РИР.
Ограничение движения воды в высокопроницаемых пропластках.	Ограничение движения воды приводит к снижению концентрации ионов солей и тем самым к снижению темпов образования отложений.	Закачивают высоковязкие составы для ограничения продвижения воды в высокопроницаемых пластах и ограничения смешения пластовой и закачиваемой вод.	Предназначен для предотвращения отложения солей в скважинах, ГНО.	Может применяться совместно с методом изменения фильтрационных потоков для повышения нефтеотдачи пластов.	Высокая стоимость агентов, ограничивающих приток воды по высокопроницаемым каналам, необходимость применения большого объема данных составов.
Поддержание повышенных давлений на забоях добывающих скважин.	Разгазирование продукции скважин производится выше приема насосов в НКТ.	Свободный газ не выделяется из смеси, при этом не происходит пересыщения	Предназначен для предотвращения отложения солей в скважинах, ГНО.	Менее затратный, простой метод, не образуются НОС	При поддержании повышенного давления снижается депрессия на пласт, снижая уровень добычи нефти. НОС

		раствора ионами солей.		на насосном оборудовании и в призабойной зоне пласта.	образуется на поверхности колонны, выше насосного оборудования.
Использование хвостовиков, диспергаторов.	Основная часть продукции скважины поступает в хвостовики, диспергаторы.	Диспергаторы, хвостовики эмульгируют добываемую воду и не дают образоваться центрам кристаллизации солей.	Предназначен для предотвращения отложения солей в скважинах, ГНО.	Эффективность данного метода требует более тщательного изучения.	Спуск в скважину дополнительного оборудования усложняет процесс добычи нефти и ремонта скважин.
2. Методы удаления					
2.1. Применение механических устройств					
Применение райберов, долот, скреперов, ершей.	Вращающиеся части устройства разбуривают и разбивают плотные отложения солей.	Для удаления плотных отложений применяются специальные, механические устройства.	Применяются при отложениях солей на поверхности колонны в виде корок, пробок и т.д.	Единственный эффективный способ по удалению плотных солевых отложений.	Нет возможности замера боковых нагрузок на колонну, истирание колонны в месте очистки ее от солевых отложений.
2.2. Химические методы					
Применение растворителей.	СОНСОЛ- 3000 и др.	Вводится в затрубное пространство скважин с продавкой до призабойной зоны, в теплообменные аппараты в концентрированном	Применяются при образовании карбонатов и сульфидов железа, карбонатов кальция, растворении сложных осадков, в состав которых,	Уменьшается механическое воздействие на колонну. Относительно невысокая стоимость работ. Комплексное	Высокая стоимость растворителя, при плотных осадках операцию приходится повторять. Усиливает коррозию оборудования.

		или разбавленном виде с расходом 5-25 кг/м ³ .	кроме солей железа и карбоната кальция, входит АСПО.	воздействие на сложные осадки.	Невысокая технологическая эффективность.
Применение композиции растворитель-ингибитор коррозии.	Для уменьшения коррозии подземного оборудования в раствор вводят дополнительно ингибитор коррозии.	Вводится в затрубное пространство скважин с продавкой до ПЗП, в теплообменные аппараты в концентрированном или разбавленном виде с добавлением ингибитора коррозии.	Применяется для растворения солевых отложений на ГНО, теплообменных аппаратах и др.	Предотвращает коррозию оборудования, ингибитор коррозии умеренно токсичен.	Пожароопасен. Высокая стоимость растворителя. Многократность применения при плотных осадках.
Применение кислоты.	В зависимости от состава осадков применяется соляная, уксусная и др. кислоты.	Вводится в затрубное пространство скважин, применяется при подземном и капитальном ремонтах, используется для очистки теплообменных аппаратов, отстойников.	Применяется при плотных солевых отложениях на колонне, ГНО в виде корок, пробок и в ПЗП.	Невысокая стоимость работ, высокая эффективность метода.	Кислоты вызывают сильнейшую коррозию оборудования, токсичны, опасны в применении.
Применение композиции кислоты с ингибиторами.	В раствор кислоты добавляется ингибитор коррозии, ингибитор солеотложения.	До обработки раствором рекомендуется выполнить очистку	Применяется при плотных солевых	Высокая эффективность удаления солевых	Токсичность, невысокая температура замерзания, общая

		оборудования от АСПО. После этого закачивать состав в затрубное пространство скважины, также возможно применение при подземном и капитальном ремонтах, для очистки теплообменных аппаратов и отстойников.	отложениях на колонне, ГНО в виде корок, пробок и в призабойной зоне пласта.	отложений, уменьшение вредного воздействия кислоты на оборудование, предотвращение образования центров кристаллизации солей.	стоимость агентов, входящих в раствор выше, чем при применении растворителей.
--	--	---	--	--	---

Полиакриламид (ПАЛ) - ингибитор анионного типа, активным началом которого являются полимеры акрилового ряда. Его применение основано на способности образовывать на ингибируемой поверхности мономолекулярную пленку, которая является защитным барьером для отложения солей (приложение А, таблица 14).

Гидролизованный полиакрилонитрил (гипан) — реагент, который по химической природе и механизму ингибирования аналогичен предыдущему (приложение А, таблица 14).

Гексаметафосфат натрия (NaPO_3)₆ и триполифосфат натрия (ТПФН). Гексаметафосфат натрия - хорошо растворяется в воде, адсорбируется на плоскостях кристаллов соли и прекращает их дальнейший рост. В водном растворе при обычных температурах он подвергается гидролизу (выше 40°C). Высокие концентрации ГМФН обладают корродирующими свойствами по отношению к оборудованию (приложение А, таблица 14).

Ингибитор солеобразования Башкирии (ИСБ-1) — нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ) $\text{C}_3\text{H}_{12}\text{NO}_9\text{P}_3$ — представляет собой фосфорорганическое соединение в виде белого порошка, хорошо растворимого в воде, кислотах, щелочах и нерастворимого в органических растворителях и нефти. На промысла поступает в гранулах (приложение А, таблица 14).

Оксиэтилендендифосфоновая кислота (ОЭДФ) $\text{C}_2\text{H}_8\text{O}_7\text{P}_2$ — белый кристаллический порошок, без запаха, малотоксичный, хорошо растворим в воде, кислотах, спиртах, щелочах (приложение А, таблица 14).

Полиэтиленполиамин-N-метилфосфоновая кислота (ПАФ-1) — ингибитор анионного типа из класса органических фосфатов. В товарном виде представляет собой водный раствор темно-коричневого цвета с содержанием основного вещества (полиэлектролита с амидо- и аминфосфоновыми группировками) не менее 22%. 0,1 — 1%-ные растворы ПАФ-1, приготовленные на пресной воде, совместимы с пластовыми водами, содержащими ионы кальция до 16 мг/л. Для ингибирования применяются

водные растворы ПАФ-1 концентрации 0,1 - 1% при дозировках 10-15 мг/м³ обрабатываемой воды в зависимости от интенсивности отложения солей в скважинах и оборудовании по подготовке нефти (приложение А, таблица 14).

Инкредол-1 — многокомпонентный ингибитор на основе НТФ. Представляет собой жидкость зелено-желтого цвета с содержанием основного вещества 25 - 35 %. Плотность при 20 °С составляет 1400 кг/м³, хорошо растворяется в воде. В композицию входят этиленгликоль и ингибитор коррозии (приложение А, таблица 14).

СНПХ 5301 — ингибитор солеотложения, разработанный в НПО «Союзнефтепромхим». Основой этого многокомпонентного ингибитора является ОЭДФ. В его состав входят другие добавки, улучшающие свойства ингибитора, - водный раствор аммиака, гликоли и другие компоненты. СНПХ выпускается в летней и зимней товарных формах (приложение А, таблица 14).

SP-181 — импортный ингибитор солеотложения, представляющий собой многокомпонентную композицию. Основой ингибитора являются органические фосфаты. В товарной форме представляет собой жидкость темнокоричневого цвета плотностью 1130 кг/м³ (приложение А, таблица 14).

SP-203 — импортный ингибитор солеотложения, представляющий собой многокомпонентную композицию, активным началом которой являются органические фосфаты. Представляет собой жидкость желтого цвета плотностью 1130 кг/м³. Наибольшие дозировки необходимы для предупреждения отложений сульфата бария 30-50 г/м³ (приложение А, таблица 14).

Корексид-7647 (К-7647) — импортный ингибитор солеотложения, представляющий собой многокомпонентную композицию, активным началом которой являются полимеры. Представляет собой жидкость светлокорицевого цвета плотностью 1160 кг/м³. Дозировки для предотвращения отложений сульфата и карбоната кальция составляют 15 г/м³, а сульфата бария — 50 г/м³ обрабатываемой воды, (приложение А, таблица 14).

СНПХ 5301 М – ингибитор предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования от солеотложения и для предотвращения процесса накипиобразования в теплоэнергетических системах, промышленных охлаждающих системах и в системах очистки вод. Эффективно предотвращает образование отложений сульфата кальция, карбоната кальция и сульфата бария при концентрациях реагента 30 - 50 г на тонну обрабатываемой воды в зависимости от пересыщения промысловых вод. Представляет собой жидкость, хорошо совместимую с минерализованными водами. Температура замерзания СНПХ-5301 М равна минус 30 °С. Реагент не горюч, взрывобезопасен. СНПХ-5301 М проявляет свойства ингибитора коррозии, в то время как некоторые применяемые в настоящее время отечественные ингибиторы стимулируют процесс коррозии оборудования; малотоксичен, не оказывает отрицательного влияния на процессы подготовки нефти.

Ингибитор СНПХ-5311 обладает высокой эффективностью предотвращения карбонатных отложений на всём пути технологического процесса добычи нефти. Обеспечивает защиту глубинного и поверхностного нефтепромыслового оборудования от солеотложения, проявляет высокую противонакипную активность в теплообменниках установок термохимического обезвоживания и обессоливания нефти, а также в других теплоэнергетических системах, в промышленных охлаждающих системах и в системах очистки вод. Ингибитор СНПХ-5311 эффективно предотвращает отложения, сульфата бария при концентрации 70 г/м³. Ингибитор представляет собой жидкость плотностью 1160 кг/м³ с показателем pH от 2,5 до 6,5 и температурой застывания минус 50 °С. Проявляет свойства ингибитора коррозии. Реагент хорошо растворим в воде, малотоксичен, взрывобезопасен, трудногорюч. Подача СНПХ-5311 осуществляется непрерывно или периодически в количестве 10 - 50 г на тонну обрабатываемой воды в зависимости от минерализации промысловых вод. Он не оказывает отрицательного влияния на процессы подготовки нефти.

Ингибитор СНПХ-5312 предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования от отложений сульфата и карбоната кальция в условиях высокой минерализации попутно-добываемых вод. Выпускается в виде двух марок: «С» (кислая форма) и «Т» (нейтральная форма). Удельный расход ингибитора составляет 10 - 30 г на тонну обрабатываемой воды. СНПХ-5312-Т предотвращает отложение сульфата бария при концентрации 50 г/м³. Представляет собой жидкость, хорошо совместимую с минерализованными водами. Температура застывания минус 45 - 50 °С. СНПХ-5312 умеренно опасное вещество. Не оказывает отрицательного влияния на процесс подготовки нефти.

Ингибитор СНПХ-5313 предназначен для защиты скважин и нефтепромыслового оборудования от отложений сульфида железа и карбоната кальция в условиях высокой минерализации промышленных вод. Основные характеристики ингибитора приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Основные характеристики ингибитора СНПХ-5313

Основные характеристики	
Внешний вид	Жидкость зеленовато-коричневого цвета
Водородный показатель, рН	2,7 -3,2
Температура застывания, °С, не выше	- 32
Плотность при 20°С, кг/м ³	1250 -1280

Подача СНПХ-5313 осуществляется непрерывно или периодически в количестве 50 - 100 г на тонну попутно-добываемой воды в зависимости от содержания в ней ионов железа и сероводорода. СНПХ-5313 умеренно опасное вещество. Не оказывает отрицательного влияния на процесс подготовки нефти, не имеет аналогов в отечественной и зарубежной нефтепромысловой практике.

Ингибитор СНПХ-5314 предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования от отложений соединений железа (оксидов и гидроксидов) на всём пути технологического процесса добычи нефти. Предотвращает также отложения карбоната кальция и сульфата бария. Представляет собой жидкость

коричневого цвета с водородным показателем от 5,5 до 6,5 и температурой застывания минус 35 °С. Взрывобезопасен, трудногорюч, хорошо растворим в воде. Подача СНПХ-5314 осуществляется непрерывно или периодически в количестве 50 - 70 г на тонну обрабатываемой воды. Умеренно опасное вещество, не имеет аналогов в отечественной и зарубежной практике.

СОНСОЛ-2001 - основой данного ингибитора является пентофосфонат. Ингибитор выпускается в кислой (А) и нейтральной формах (Б). СОНСОЛ-2001-А предназначен для защиты скважин и нефтепромыслового оборудования от образования сульфата кальция (CaSO_4) и карбоната кальция (CaCO_3) с наиболее оптимальной дозировкой 30 г/т. Представляет собой жидкость плотностью от 900 до 1450 кг/м³, кинематической вязкостью не более 15 сСт, водородным показателем - для кислой формы не более 5,0, для нейтральной формы от 6,0 до 9,0 (приложение А, таблица 14).

СОНСОЛ-2002 - ингибитор также выпускается в двух формах - кислой (А) и в нейтральной (Б), предназначен для защиты скважин и нефтепромыслового оборудования от образования сульфата кальция, карбоната кальция, сульфата бария, сульфата стронция с оптимальной дозировкой 30 г/т. Представляет собой жидкость плотностью от 900 до 1350 кг/м³ (кислая*форма) и от 1100 до 1400 кг/м³ (нейтральная форма), водородным показателем - для кислой формы от 2,0 до 6,5, для нейтральной формы от 7,0 до 9,0 (приложение А, таблица 14).

СОНСОЛ-2003 – выпускается только в кислой форме, предназначен для защиты скважин и нефтепромыслового оборудования от образования сульфата кальция; карбоната кальция и соединений железа с дозировкой 70 г/т. Представляет собой жидкость от белого (светло-желтого) до темно-коричневого цвета плотностью от 900 до 1400 кг/м³, водородным показателем не более 6,5. Кинематическая вязкость ингибитора, при 20°С составляет 20 сСт, при минус 40°С - 500 сСт (приложение А, таблица 14).

СОНСОЛ-3000 – растворитель, выпускается в двух формах под маркировками СОНСОЛ-3001 и СОНСОЛ-3003-М. Предназначен для

удаления, и предупреждения образования карбонатов и сульфидов железа, карбонатов кальция, применяется также для растворения сложных осадков, в состав которых, кроме солей железа и карбоната кальция, входит и АСПО.

Представляет собой жидкость от светло- до темно-коричневого цвета, плотностью от 800 кг/м³ для СОНСОЛ-3003-М и 900 кг/м³ для СОНСОЛ-3001, кинематической вязкостью 15,0 сСт и 10,0 сСт соответственно, с температурой замерзания минус 40 и минус 30 °С соответственно, со степенью растворения минеральных солей от 60 до 100 %.

Разработка и опытно-промышленные испытания новых ингибиторов отложения солей в многообразных промысловых условиях продолжаются. Основным направлением в создании новых ингибиторов отложения солей является разработка многокомпонентных синергетических и многофункциональных композиций улучшенного качества. К таким реагентам относятся ДПФ-1, ПАВ-13, «инкредол-1», серия реагентов СНПХ, серия реагентов СОНСОЛ и др. В то же время применение однокомпонентных ингибиторов как ПАА, гипан, ГМФН показало их низкую эффективность и в будущем они будут использоваться в ограниченных объемах.

Одной из важных проблем борьбы с солеотложениями является образование плотных солевых осадков на внутренней поверхности ЭЖ в виде мощных корок и пробок, удаление которых возможно только при проведении механической очистки ствола бригадой капитального ремонта скважин (КРС). Иногда требуется дополнительное воздействие: щелочная или кислотная обработка, термогазохимическое воздействие (ТГХВ), повторная перфорация скважины. Мероприятия по удалению образовавшихся отложений солей, в стволе скважины существенно снижают прочность обсадной колонны.

Приложение В

Составы «Тотал» и «Маг-2К» рекомендованы для применения при низких значениях удельной приемистости - менее $20 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ или при отсутствии непрерывной приемистости (падение давления).

Состав «Тотал» состоит из смолы марки АЦФ-75, которая в свою очередь является продуктом реакции поликонденсации ацетона и формальдегида в щелочной среде. Смола является вязкой гомогенной жидкостью, малотоксична, устойчива при хранении в течение 2-3 лет, с температурой замерзания минус 60°C . В качестве отвердителя при применении состава используется неорганическая соль, в качестве катализатора реакции - каустическая сода, для улучшения кольматирующих свойств применяются наполнители. Технология проведения РИР с использованием состава «Тотал» включает в себя закачку состава в скважину, доведение состава до негерметичности, продавку в негерметичность с оставлением моста в скважине, определение герметичности колонны. Преимуществами применения ТС являются: малая вязкость, хорошая фильтруемость в нарушение, возможность применения при отсутствии непрерывной приемистости; недостатком является многокомпонентность.

Состав «Маг-2К» представляет собой двухкомпонентную композицию, состоящую из базового реагента и отвердителя, являющегося одновременно и пластификатором. Базовый реагент - гидрофобный уретановый форполимер (жидкий уретановый каучук) - это продукт полимеризации полиоксипропилена и толуилендиизоцианата с содержанием изоцианатных групп ($-\text{NCO}$) 2,5 - 3,5 %. Представляет собой вязкую, мёдоподобную жидкость плотностью 1050 кг/м^3 . Нетоксичен, пожаро-, взрывобезопасен. При смешении с водой происходит реакция с образованием пористого эластичного материала. Состав имеет высокий уровень адгезии с металлом, цементом, горной породой; устойчив к абразивному, эрозивному, коррозионному износу; после отверждения не взаимодействует с кислотами и щелочами. По результатам лабораторных испытаний выдерживает репрессию до 40 МПа,

депрессию до 4,0-4,5 МПа. Недостаток состава заключается в необходимости применения специального устройства и пакера-ретенера для доставки состава в объект изоляции.

Жидкое стекло как изоляционный реагент используется с 30-40-х годов 20-го века. Для отверждения жидкого стекла используется катализатор - этилацетат (этиловый эфир уксусной кислоты). Эфир представляет собой прозрачную жидкость плотностью 898-900 кг/м³. При отверждении для предупреждения расслоения силиказоля в воде в состав вводят стабилизатор реакции. В качестве стабилизатора применяется поверхностно — активное вещество — неол АФ 9-12. При применении этилацетата, с увеличением его содержания в составе, время отверждения увеличивается. С понижением температуры окружающей среды время гелеобразования тампонажного раствора уменьшается, что обусловлено повышением его растворимости при снижении температуры. Технология проведения РИР предусматривает закрепление состава тампонажным цементом. Преимуществами применения реагента являются низкая плотность состава, хорошая фильтруемость в негерметичность. Недостатки технологии заключаются в следующем: гелеобразование состава начинается с поверхности и прекращается достаточно быстро, таким образом, часть состава оказывается в жидком состоянии; без закрепления состава цементом — он быстро выносится в скважину во время её эксплуатации.

Синтетическая смола АЦФ 3М-75 является продуктом конденсации ацетона с формальдегидом концентрацией 75 %, по внешнему виду гомогенная жидкость от светлого до коричневого оттенка плотностью 1200 кг/м³. Состав рекомендуется к применению при величине удельной проницаемости негерметичности от 15 до 240 м³/сут•МПа.

Время отверждения смолы регулируется, в широких пределах количеством вводимого в состав щелочного катализатора и модифицирующими добавками. Механизм отверждения, является разновидностью альдольной конденсации, в результате чего образуется

соединение типа R-C-O-C-R-; На первой стадии удлиняется молекулярная цепь олигомера, в течение этого процесса/растет вязкость, уменьшается текучесть. На 2-й стадии линейные звенья сшиваются и образуют сетчатый полимер, что сопровождается гелеобразованием и дальнейшим отверждением.

На время отверждения и качество отвержденного камня влияет степень разбавления композиции. Наиболее качественные композиции получаются при добавлении воды не более 50 %. На время отверждения также оказывает влияние температура - с её ростом время отверждения уменьшается.

Преимущество применения данной смолы заключается в следующем: длительность изолирующего эффекта, регулируемость сроков схватывания в широких пределах, хорошая фильтруемость в нарушение колонны, высокая адгезионная способность и эластичность образующегося полимерного камня, низкая стоимость используемых реагентов. Недостаток — влияние степени разбавления композиции на качество отвержденного камня.

Смесь смол карбамидоформальдегидной (КФЖ) и ацетоноформальдегидной рекомендована к применению в условиях низкой приемистости нарушения, при аномально низких давлениях.

При смешении данных смол происходит взаимодействие метилольных и аминных групп с образованием полимерной структуры, которая отверждается в присутствии отвердителя, причем диапазон времени отверждения варьирует от 1,5 до 24 ч. Преимущество применения данного состава заключается в следующем: плотность состава близка к плотности воды, что дает возможность применять его в условиях аномально низких давлений. Недостатком является ограниченный срок годности — не более 10 месяцев, после чего состав теряет свои свойства.

Тампонажный состав на основе ацетоно-формальдегидной смолы (АЦФ) состоит из смолы — 50 - 90 %, 5 %-ного водного раствора едкого натра — 5 - 40 %, пластовой (девонской) воды. Температура замерзания ТС, минус 35 °С, прочность на изгиб отвержденного полимера — около 4,8 МПа (через 28 сут.), время отверждения 2 - 18 ч. Пластовая вода является модификатором.

Технология применяется на месторождениях ОАО «Татнефть» для устранения негерметичности колонны в условиях высоких поглощений и отсутствия непрерывной приемистости. Успешность данной технологии составляет 70 %. Недостатком технологии является использование щелочного катализатора реакции, преимуществами — широкий диапазон времени отверждения состава, высокая прочность на изгиб отвержденного полимера.

Резольные смолы К-1 и Ф-1 рекомендованы к применению на месторождениях с высокой пластовой температурой и низкими величинами приемистости. Смола К-1 отверждается в присутствии гидроксохлористого алюминия и цеолита NaA. Смола Ф-1 отверждается при повышенной температуре (выше 60 °С). Она представляет собой однородную жидкость от красно-коричневого до темно-вишневого цвета, плотностью 1193 кг/м³, вязкостью условной (по вискозиметру ВЗ-246, сопло 4 мм) 17 сек. Смолы обладают хорошей фильтруемостью и имеют широкий диапазон времени затвердевания.

Преимуществами применения данных смол являются: температура замерзания минус 18 С, длительное время отверждения; недостатком — для смолы Ф-1 - температурные ограничения, для смолы К-1 - многокомпонентность состава.

Тампонажный состав «Гранит А» является разновидностью фенолрезорциноформальдегидных смол и рекомендован к применению в условиях низкой, средней и при отсутствии непрерывной приемистости объекта изоляции. Основные физико-химические свойства смолы, следующие. На вид однородная жидкость от красно-коричневого до темновато-вишневого цвета без механических примесей, вязкостью 50 мПа·с, временем застывания от 80 до 90 мин., при застывании прочность на изгиб её составляет 8,9 МПа, а адгезия - 3,9 МПа. Достоинствами применения данной смолы являются высокая адгезия, с поверхностью металла, высокая прочность на изгиб по сравнению с традиционным цементным раствором. Недостатками - необходимость применения отвердителя для регулирования скорости

отверждения состава, отсутствие методических рекомендаций к расчету объема отвердителя для разных гидродинамических условий в заколонном пространстве.

Тампонажный состав «Пластик КС» затвердевает в широком температурном интервале под действием щелочных агентов, а также в присутствии нейтральных олигомерных соединений (полиэтиленполиамин, триэтилентетрамин, олигодиолы и др.). Рекомендован к применению в условиях низкой и средней приемистости.

Процесс отверждения состава происходит в полном объеме без выделения водной фазы. После отверждения состав устойчив к воздействию агрессивных сред и кислот. Основные физико-химические свойства ТС следующие. По агрегатному состоянию - жидкость, условной вязкостью 40 мПа•с, плотностью 1170 кг/м³. Время загустевания и отверждения варьирует в широком диапазоне в зависимости от объема катализатора и температуры. Так, при 30 °С и объеме катализатора на 100 л - 6 л, время загустевания составляет 6 - 6,5 ч., а время отверждения 48 ч.; при 7,5 л — 3,5 л соответственно 4 ч. и 24 ч. При 60 °С и объеме катализатора 4,9 л время загустевания — 6 ч., время отверждения - 32 ч., при объеме катализатора 5,6 л загустевание происходит за 1,5 ч., отверждение - за 16 ч.

Преимуществами применения данной смолы являются широкий температурный диапазон в объекте изоляции, возможность вариации времени отверждения добавлением необходимого количества катализатора. Недостатками являются многокомпонентность, высокая стоимость состава.

Тампонажные портландцементы бездобавочные ПЦТ-50 и ПЦТ-I-G являются основными и самыми дешевыми материалами, применяемыми для проведения РИР по устранению негерметичности ЭК. Цементы, рекомендуются к применению при средней и высокой приемистости (более 35 м³/сут•МПа) негерметичности ЭК. По данным источников цемент марки ПЦТ-1-50 имеет следующие свойства. Прочность образовавшегося цементного камня при изгибе на 2-е сутки составляет 4,2 МПа, водоотделение не более 5,5

мл, растекаемость цементного теста для непластифицированного цемента составляет, не менее 200 мм, время начала схватывания не менее 4 ч. 40 мин: Адгезия с поверхностью металла через 2-е суток при температуре отверждения 22 °С должна составлять 1,3 МПа, через сутки при температуре отверждения 50 °С - 2,7 МПа.

Цемент марки ПЦГ-I-G нормируется при водоцементном отношении, равном 0,44. Основные физико-химические свойства, его следующие. Прочность образовавшегося цементного камня при изгибе на 2-е сутки составляет не менее 5,4 МПа, водоотделение не менее 2,0 мл, растекаемость цементного теста для непластифицированного цемента составляет не менее 200 мм, время начала схватывания не менее 3 ч. 40 мин. Адгезия с поверхностью металла через 2-е суток при температуре отверждения 22 °С составляет 2,0 МПа, через сутки при температуре отверждения 50 °С - 3,0 МПа.

Так как водоцементное отношение является регламентированным, свойства тампонажного раствора и камня будут преимущественно зависеть от партии цемента.

Преимуществами применения традиционных цемента являются дешевизна, доступность. Недостатками являются короткие сроки схватывания готовых растворов, плохая фильтруемость, возможность применения только при средних и высоких значениях приемистости.

Составы на основе тампонажных цемента с добавлением комплексных реагентов-компаундов (КРК-75, КРК-100) применяются при проведении РИР с использованием тампонажных цемента. Реагент представляет собой смесь в оптимальных пропорциях регуляторов сроков загустевания и схватывания, понизителя водоотдачи, пластификатора и пеногасителя.

Составы рекомендованы к применению при низкой (менее 35 м³/сут•МПа) и средней (от 35 до 50 м³/сут•МПа) приемистости; нарушения: При содержании реагента в объеме 0,3 %, при температуре 75 °С, время начала схватывания цементного раствора составляет 4 часа, время конца схватывания

4 часа 30 минут; при содержании КРК в объеме 0,8 % время начало схватывания раствора составляет 5 часов 30 минут, конца схватывания - 6 часов 45 минут.

Преимущества применения данных составов заключаются в следующем: упрощается процесс приготовления цементных растворов и исключается последовательность их обработки несколькими, химическими реагентами, снижается водоотдача в 10-15 раз по сравнению с водоотдачей необработанных растворов, повышается прочность и изолирующая способность тампонажного камня, повышается седиментационная устойчивость получаемого раствора. Недостатком технологии является многокомпонентность.

Расширяющийся тампонажный цемент разработан на основе тампонажного цемента со специальными минеральными добавками, способствующими расширению цементного камня. Вяжущей основой для данного цемента является бездобавочные цементы ПЦТ-1-(50-100) и ПЦТ I-G. Для замедления сроков схватывания и понижения водоотдачи в состав добавляются реагенты серии «Крепь», производимые в НПО «Бурение». Расширяющийся цемент получил маркировку ЦТР-1 и ЦТР-3. Данные составы отличаются количеством расширяющейся добавки. Расширяющиеся составы имеют более короткие сроки схватывания в сравнении с обычным цементом.

Преимуществами применения расширяющихся составов являются: увеличенная адгезия цементного камня, расширение цементного камня происходит в течение 1-2 суток и достигает 2-3 % (в зависимости от марки состава); недостатками - с увеличением сроков схватывания и времени загустевания цементного раствора расширение цементного камня сокращается, короткие сроки схватывания ТС.

Тампонажный состав на основе цемента с добавлением натрия сернокислого технического. Натрий сернокислый технический улучшает одновременно свойства цементного раствора и камня. По данным лабораторных исследований указанная добавка в количестве 3-5 % масс,

повышает пластичность цементного раствора, сокращает время схватывания, повышает прочность и адгезию цементного камня. Данный состав используется на месторождениях республики Башкортостан, при невысокой температуре (до 40 °С) в негерметичности колонны. Успешность работ составляет 80 %.

Тампонажный состав на основе цемента с добавлением гидрофобных и гидрофильных аэросил: аминоэтоксияэросил (АЭА) и аминотоксиалюмоаэросил (АЭА-А). Они вводятся в техническую воду при затворении цемента в количестве 0,1-0,7 % масс. Цементно-аэросильный раствор пропускается через гидравлический однострунный активатор (ВНИИКРнефть), затем закачивается в скважину. Это обеспечивает резкое повышение дисперсности системы и увеличение смачиваемости зерен вяжущего вещества за счет срыва гидратных оболочек и, в целом, повышение стабильности раствора и улучшение физикомеханических свойств цементного камня. В работе приводится следующая рецептура тампонажного раствора: 66,65 % цемента, 0,05 % АЭА-А, 33,3 % воды. Плотность такого раствора 1880 кг/м³, растекаемость 22,5 см, водоотдача за 30 минут 156 см³, начало и конец твердения около 7 часов и более 2 часов, прочность на изгиб 4 МПа. Технология на основе этих ТС применяется на месторождениях ОАО «Татнефть» для устранения негерметичности колонны, успешность составляет 78 %. Недостатками технологии являются многокомпонентность, применение технических устройств для приготовления состава, температура в объекте изоляции не должна превышать 60 °С.

Гидрофобный полимерный состав (ГПТС) представляет собой раствор в углеводородном растворителе плотностью 850-870 кг/м³, не растворим в воде. Температура замерзания минус 40 °С. Применяется на месторождениях Татарстана и рекомендован к применению на месторождениях Западной Сибири для устранения негерметичности колонн. В присутствии сшивающих агентов (вода, ускоритель УП-606/2, ОП-10+вода) превращается в резиноподобную массу со свойствами твердых тел и эластомеров. При

концентрации воды 3 и 5 % при температурах 50 и 80 °С состав превращается в резиноподобную массу соответственно через 24 и 3 часа. При тех же температурах введение в состав 3 % комплексного отвердителя (ускоритель+ОП-10+вода) приводит к образованию резиноподобной массы через 3,5 и 2,5 часа соответственно. При температуре свыше 80 °С в нарушениях с низкими значениями приемистости ГПТС может применяться без отвердителя, так как в этом случае гелеобразование происходит при смешении с водой. Для увеличения проникающей способности ГПТС рекомендуется добавление керосина (дизтоплива, нефти) до 30 % объема и воды для гелеобразования. Недостатком применения на месторождениях Западной Сибири являются различия химического состава вод, входящих в состав композиции.

Полиакриламид (ПАЛ) применяется в качестве тампонажного раствора в виде 0,25-1 %-ных водных растворов для закачивания в нарушение с низкой и средней приемистостью, а также в качестве 1 %-ных водных растворов для приготовления вязко — упругих составов (ВУС). Молекулы ПАА адсорбируются на стенках пор, тем самым препятствуя продвижению воды. Технология применения состава для устранения негерметичности колонны включает в себя операцию по закреплению ВУС цементным раствором. Достоинством данной технологии является: хорошая фильтруемость состава в поровое пространство; недостатком — необходимость закрепления состава цементным раствором.

Вязко - упругий состав (ВУС) в основном применяется для изоляции межколонных перетоков и для устранения негерметичности колонны. Состав получается путем перемешивания 0,5-2,5 % растворов ПАА, водного раствора синтетических смол типа ФР, СФ, СФЖ, ГРС и т.д. и технического формалина 37 - 40 %-ной концентрации или раствора ПАА и бентонитовой глины. Достоинствами данной технологии являются: хорошая фильтруемость в поровое пространство, длительный индукционный период — 20 - 70 часов, после структурообразования высокий градиент давления прорыва 2-5 МПа/м.

Недостатком технологии является вынос состава из негерметичности колонны при длительной эксплуатации скважины